

ANTONIO LUIZ DE LIMA

**AS VANTAGENS OBTIDAS PELA CELESC COM A
UTILIZAÇÃO DO SISTEMA LICITAÇÕES**

Monografia apresentada para obtenção do título de especialista no Curso de Especialização em Desenvolvimento Econômico da Universidade Federal do Paraná.

Professor: Húascar Pessali

Curitiba

2007

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição Acionária	14
Tabela 2 – Tipos de Licitações	45

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura da CELESC	18
Figura 2 - Distribuição do capital Social.....	19
Figura 3 - Número de Consumidores X Distribuição por Consumidores.....	19
Figura 4 - Contratação de Pessoal	21
Figura 5 - Capacidade Instalada de Geração	24
Figura 6 - Geração de Energia - Hidráulica	25

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	7
2 REFERENCIAL TEÓRICO:.....	8
2.1 Definição e Objetivo da Teoria dos Custos de Transação	8
2.2 Pressupostos da Teoria	8
2.2.1 Natureza dos Custos de Transação.....	8
2.2.2 Fatores Determinantes	9
2.2.2.1 Racionalidade Limitada e Complexidade	9
2.2.2.2 Oportunismo, Incerteza e Especificidade dos Ativos	9
2.2.2.3 Tipos de Instituições: Formais e Informais.....	10
2.2.4 Os Tipos de Contratos: Clássico, Neoclássico e Relacional.....	11
2.2.5 Estruturas de Governança: Mercado, Trilateral e Específicas	11
3 CELESC	13
3.1 Histórico.....	13
3.2 Desverticalização.....	15
3.3 Atual Estrutura Societária	18
3.4 Número de Consumidores	19
3.5 Desempenho Econômico Financeiro	20
3.5.1 Pessoal/ Produtividade.....	20
4. Sistema Elétrico Brasileiro.....	22
4.1 Breve Histórico do Setor Elétrico.....	22
4.2 Características do Setor Elétrico.....	24

4.3 Mercado	25
4.3.1 Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro	26
4.3.1.1 Capacidade de Geração.....	26
4.3.1.2 Consumo de Energia Elétrica no País	26
4.4 Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.....	29
4.4.1 Comercialização de Energia.....	29
4.4.1.1 Ambientes par a Comercialização de Energia Elétrica	30
4.4.1.2 Compras de Energia Elétrica - Lei do Novo Modelo do Setor.....	31
4.5 Os Leilões de Energia.....	32
4.5.1 Contratos Firmados à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	34
4.5.2 Limitações Governamentais de Participação dos Agentes no Mercado	35
4.5.3 A Desverticalização no Âmbito do Novo Marco Regulatório.....	35
4.6 Remuneração das Geradoras.....	36
4.7 Mecanismo de Realocação de Energia	37
4.7.1 Alocação do MRE	38
4.7.2 Energia Secundária	40
 5. LICITAÇÕES.....	 43
5.1 Histórico	43
5.2 Modalidades.....	44
5.2.1 Tetos das Modalidades de Licitação.....	45
5.3 Tipos de Licitações	45
 6 CONCLUSÃO	 47
7 REFERÊNCIAS	48

1 INTRODUÇÃO

A Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc) é a distribuidora de energia elétrica de Santa Catarina, empresa de economia mista, faturou R\$ 4,3 bilhões em 2005 (Fonte: Balanço Celesc). Responsável pela concessão de distribuição e geração de energia elétrica no Estado, atende dois milhões habitantes.

Por se tratar de empresa pública, a Celesc necessita que seus contratos administrativos relativos a obras e serviços sejam licitados de acordo com a Lei 8.666, que garante a observância do princípio constitucional da isonomia e seleciona a proposta mais vantajosa para a empresa. As modalidades de licitação permitidas são: concorrência, tomada de preços, convite, concurso e leilão. Podendo também ser utilizada a modalidade de Pregão com base na Lei 10.520/02.

Esse tipo de transação envolve uma série de exigências burocráticas, como preparação do Edital, montagem do processo licitatório, habilitação, entre outros. Estes procedimentos, incluindo também a obrigatoriedade da observância dos prazos de publicidade referentes ao lançamento da licitação, do recurso, da validade da proposta e da publicação do extrato do contrato, tornam o certame licitatório burocrático e moroso. Uma Licitação na modalidade de Concorrência demora, em média, 60 dias para ser concluída, via Pregão Eletrônico 22 dias. A Celesc realiza por mês, aproximadamente, 15 pregões e contrata R\$ 17 milhões.

A fim de agilizar essas transações, a Celesc optou em 20.05.2004 pela utilização do Pregão Eletrônico via software do Banco do Brasil S.A. (BB), chamado Licitações-e, realizado via Internet. Na modalidade via Pregão Eletrônico há também a disputa pela menor proposta financeira, fator que promove a competição e, conseqüentemente, menor preço.

O objetivo desta monografia é analisar as vantagens obtidas pela Celesc com a utilização do sistema Licitações-e quanto à ampliação de fornecedores, redução dos prazos dos processos de compra e redução de preços, desde a implantação desse sistema.

Como este trabalho faz parte de uma dissertação que está em andamento, todo estudo comparativo realizado com a Celesc abordando os ganhos com a utilização das Licitações-e será apresentado na conclusão da mesma.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 DEFINIÇÃO E OBJETIVO DA TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

A partir de *The Nature of the Firm* (A natureza da firma) artigo de Ronald Coase publicado em 1937, as transações envolvidas no ato de comprar e vender passaram a ser reconhecidas também como geradoras de custos. Até então, somente os custos de produção eram considerados. Coase iniciou estudo das condições sob as quais os custos de transação passam a ter papel relevante para os agentes econômicos.

2.2 PRESSUPOSTOS DA TEORIA

2.2.1 Natureza dos Custos de Transação

No artigo de 1937, Coase não conceitua explicitamente “transação”, mas usa o termo *Exchange Transaction*, que faz subentender que ocorre toda vez que os agentes vão a mercado, ou seja, sempre que há troca de bens ou serviços.

Segundo WILLIAMSON (citado por PESSALI, 1998, p. 21), “custos de transação são aqueles incorridos na (a) elaboração e negócios de contratos, b) mensuração e fiscalização de direitos de propriedades, c) monitoramento do desempenho e d) organização de atividades”.

A unidade básica de análise quando se trata de custos de transação é o contrato. Existem contratos dentro da organização que são feitos de forma a atender a uma ordem ou serviço de forma massificada (características idênticas).

WILLIAMSON (citado por PESSALI, 1999, p. 45), cita na caracterização das principais vertentes de análise da organização industrial que estudiosos como Coase, Alchian e Demsetz dão ênfase ao direito de propriedade que na etapa *ex-ante* do processo de contratação, os agentes preocupam-se em saber antecipadamente: o direito de usar o ativo; o direito de apropriação dos seus rendimentos; e o direito de mudar sua forma, substância ou emprego; se a resposta é

positiva, então não deverá haver má distribuição, conflito ou mau uso dos recursos disponíveis.

A Teoria dos Custos de Transação suspende a hipótese de simetria de informações. Ela despreza a idéia que comprador e vendedor conhecem todas as características relevantes do objeto da troca em qualquer transação e elabora novas hipóteses que tornam esses custos significativos: racionalidade limitada, complexidade e incerteza, oportunismo e especificidade de ativos.

2.2.2 Fatores Determinantes

2.2.2.1 Racionalidade limitada e complexidade

Segundo FIANI (2002, p. 269) o ser humano possui racionalidade limitada, possuindo limites de capacidade para acumular, processar e transmitir informações. Por mais que pormenorize um contrato, que terá um custo elevado, não se terá que atenda plenamente os agentes, pois as decisões se processam num cenário de complexo e de incertezas.

A racionalidade limitada também é uma condição descrita por SIMON (citado por ZYLBERSZTAJN, 2000, p. 10) em que o homem tem um comportamento “intendedly rational, but only limitedly so”. Os agentes pretendem ser racional, no sentido maximizador, mas só conseguem sê-lo parcialmente.

2.2.2.2 Oportunismo, Incerteza e Especificidade dos Ativos.

O conceito de oportunismo na Teoria de Custos e Transações (TCT) é associado à manipulação de assimetrias de informação, visando apropriação de fluxos de lucros.

A literatura econômica reconhece duas formas de oportunismo: oportunismo *ex-ante*, antes de a transação ocorrer, e oportunismo *ex-post*, depois de realizada a transação (FIANI, 2002, p. 271).

Havendo num mercado assimetria de informação e oportunismo, conseqüentemente há manifestação de incerteza vinculado ao comportamento dos

agentes. A incerteza oriunda do oportunismo é chamada de incerteza comportamental (*behavioral uncertainty*).

Segundo WILLIAMSON (citado por CLARO, 1998, p. 28) para a TCT, a principal característica de uma transação deve ser expressa na especificidade do ativo a ela relacionado. A especificidade é uma referência conceptual ao grau em um ativo pode ser reempregado para usos alternativos sem que haja perda de sua capacidade ou valor produtivo, e pode ser apresentar de diversas formas, sendo as mais evidentes:

- a) Especificidade geográfica ou locacional, em que a proximidade entre estágios sucessivos da transação é importante;
- b) Especificidade física do ativo, como em moldes ou materiais especiais, máquinas de uso único, entre outros;
- c) Especificidade do capital humano, obtida, sobretudo através do *learning by doing*;
- d) Ativos dedicados, feitos sob encomenda ou para atender exclusivamente um certo cliente;
- e) Ativos de qualidade superior ou relacionado a padrões ou marcas;
- f) Especificidade temporal, onde o tempo envolvido no desenrolar da transação pode implicar em perda de valores transacionados, como no caso de produtos perecíveis.

O maior grau de especificidade está associado à necessidade de maiores salvaguardas contratuais e a um maior interesse em estender a duração do contrato.

2.2.3 Tipos de Instituições: Formais e Informais

NORTH (citado por CLARO, 1998, p. 34) define as instituições como sendo os limites que as sociedades se impõem para estruturar as relações políticas, econômicas e sociais entre os agentes econômicos. As instituições podem ser:

- a) Formais (constituições, leis de direitos de propriedade entre outros);
- b) Informais (crenças, tradições, códigos de conduta e costumes).

A economia dos custos de transação trata o ambiente institucional como composto pelo aparato legal e cultura dos agentes. O aparato legal está relacionado

quando a legislação poderá beneficiar o agente envolvido numa transação em detrimento do outro. A cultura afeta a forma de atuação das organizações e o comportamento dos agentes nas transações.

2.2.4 Os Tipos de Contratos: Contrato Clássico, Neoclássico e Relacional.

Os contratos são classificados por WILLIAMSON (citado por ROCHA JÚNIOR, 2001, p. 56) da seguinte forma:

- a) Contrato clássico, considerado um contrato completo, em suas cláusulas os acordos estão cuidadosamente detalhados previamente de maneira formal, tendo, conseqüências previsíveis. Praticamente não existe custo de transação nessa forma contratual, que é usada para pequenas transações, que não justificam grandes estruturas contratuais.
- b) Contrato neoclássico é utilizado quando as transações se estendem ao longo prazo e a variável incerteza é relevante, abrindo espaços para que o contrato original possa ser negociado ou adaptado na medida que as contingências vão aparecendo. No contrato neoclássico uma terceira pessoa é necessária para resolver as disputas e avaliar o desempenho estipulado pelo contrato no momento posterior à sua assinatura.
- c) Contrato relacional se baseia no relacionamento entre partes, havendo espaço para negociação e/ou adaptações no contrato original. O que difere este modelo do modelo anterior é fato de que nesse modelo o contrato original não é utilizado nas negociações futuras. As transações que são caracterizadas nesse contrato são de muito longo prazo.

2.2.5 Estruturas de Governança: pelo Mercado, Trilateral e Específica de Transação.

Segundo FIANI (2002, p. 277) uma estrutura de governança define-se como sendo o arcabouço institucional no qual a transação é realizada. A TCT classifica as estrutura de governança da seguinte forma:

- a) Governança de mercado: adotada em transações não-específicas, especialmente eficaz no caso de transações recorrentes. Não há esforço

para sustentar a relação, e na avaliação de uma transação, as partes precisam consultar apenas sua própria experiência.

- b) Governança trilateral: aqui é exigida a especificação ex-ante de uma terceira parte, tanto na avaliação da execução da transação quanto para a solução de eventuais litígios. É a mais adequada em transações ocasionais, sejam elas de caráter misto ou mesmo específico;
- c) Governança específica de transação: o fato dos ativos transacionados não envolverem padronização aumenta significativamente o risco da transação e a possibilidade do surgimento de conflitos de solução custosa e incerta. Com esse risco poderão surgir dois tipos de estruturas, um contrato de relação, onde as partes preservam sua autonomia e uma estrutura unificada e hierarquizada, isto é, uma empresa.

Entre os fatores determinantes de custos de transação, a especificidade dos ativos é verificada no tema que será abordado. Os ativos dedicados, feitos sob encomenda ou para atender exclusivamente um cliente, serão encontrados no caso em estudo, onde vários fornecedores, de transformadores, postes, fios (materiais elétricos), geradores de energia (*commodity*) produzem tendo a Celesc como principal ou exclusiva compradora.

3 CELESC

3.1 Histórico

A Centrais Elétricas de Santa Catarina – Celesc, foi criada em dezembro de 1955 pelo decreto estadual nº 22, assinado pelo governador Irineu Bornhausen. Até a metade do século as necessidades energéticas do estado eram supridas por pequenos e médios sistemas elétricos regionalizados, geralmente mantidas pela iniciativa privada.

Ainda na primeira década do século, por exemplo, Blumenau já dispunha de um rudimentar sistema de iluminação pública. Lá, a Usina Hidrelétrica Salto Weissbach, datada de 1916, significou uma evolução dos pequenos geradores mantidos pelo espírito empreendedor dos imigrantes desde a virada do século. A Usina Salto foi definitiva para a extraordinária expressão industrial de todo o médio Vale do Itajaí.

Em Joinville, a Usina Hidrelétrica Pirai entrou em funcionamento em 1908 e, em 1913, foi a vez da São Lourenço, em Mafra. Para o suprimento da Capital, o governador Gustavo Richard ordenou a construção da Usina Hidrelétrica Maroim, em São José. Esta usina está desativada e encontra-se em processo de recuperação arquitetônica.

Este modelo, no entanto, começou a mostrar-se incapaz de responder ao incremento da demanda, pressionada pelo surto desenvolvimentista que tomou conta do país no governo de Juscelino Kubitschek. Preocupado em oferecer condições infra-estruturais aos investimentos, o governo do estado decide, então, pela criação da estatal.

Como resultado imediato, o início das operações da Celesc viabilizou a entrada de Santa Catarina no Sistema Elétrico Interligado Sul-Sudeste, medida que garantiu o fornecimento de eletricidade adequado ao parque industrial catarinense.

A princípio, a Celesc funcionou mais como um órgão de planejamento do sistema elétrico estadual. Depois, assumiu o papel de holding até começar a incorporar, gradativamente, o patrimônio das velhas empresas regionais. Foi assim que começou seu ciclo de expansão, sendo que a região sul, já na década de 70, foi a última a ser atendida. Lá, ainda se concentra o maior número de cooperativas de eletrificação em Santa Catarina.

O primeiro grupo de empresas tornadas subsidiárias foi formado pela Empresa Sul Brasileira de Eletricidade S.A. – Empresul, com base em Joinville, pela Força e Luz Videira S.A., pela Companhia Oeste de Eletricidade, de Concórdia, pela Companhia Serrana de Eletricidade, de Lages, pela Companhia Pery de Eletricidade, com base em Curitiba, e pela Empresa Força e Luz Santa Catarina S.A., com atuação no Vale do Itajaí e sede em Blumenau.

A consolidação técnica da Celesc e o delineamento definitivo do sistema elétrico estadual ocorreram a partir de 1965, com a construção da Linha de Transmissão Tubarão – Lages – Joaçaba – São Miguel d'Oeste.

Gradativamente, a Celesc cobriu todo o estado e tornou-se a estatal catarinense mais importante.

O Estado de Santa Catarina, com 50,18% das ações ordinárias e 0,01% das preferenciais, é o acionista majoritário da Celesc totalizando 20,20% das ações. Abaixo a composição acionária em outubro/2006:

Acionistas	Ações Ordinárias		Ações Pref. "A".		Ações Pref. "B"		Total	
	Qtde.	(%)	Qtde.	(%)	Qtde.	(%)	Qtde.	(%)
Estado de SC	155.820.205	50,18	3.838	0,01	-	0,00	155.824.043	20,20
INVESC	913037.953	29,32	-	0,00	12.508.762	2,88	103.546.715	13,42
PREVI	39.090.810	12,59	-	0,00	21.275.201	4,90	60.366.011	7,83
Fundação CELESC SEG. SOCIAL.	16.290.847	5,25	-	0,00	7.000.000	1,61	23.290.847	3,02
Fundo ASS. E PREV. SOCIAL – BNDES	3.107.000	1,00	-	0,00	4.000.000	0,92	7.107.000	0,92
CODESC	1.959.533	0,63	-	0,00	-	0,00	1.959.533	0,25
OPPORTUNITY FUND.	1.671.135	0,51	-	0,00	-	0,00	1.671.135	0,22
BNDESPAR	-	0,00	25.461.794	95,74	9.539.397	2,20	35.001.191	4,54
ELETROBRAS	84.662	0,03	-	0,00	82.855.527	19,08	82.940.189	10,75
BRADESCO Prev. S.	-	0,00	-	0,00	6.200.000	1,43	6.200.000	0,80
Funda. PETROBRÁS DE SEGURIDADE	-	0,00	-	0,00	22.263.039	5,13	22.263.039	2,89
Clube de Investimento DEC	-	0,00	-	0,00	22.263.039	2,13	22.263.039	2,89
ITAU LAM ACE	-	0,00	-	0,00	9.400.000	2,16	9.400.000	1,22

AÇÕES								
Outros	1.480.589	0,48	1.125.497	4,25	249.622.689	57,48	252.233.112	32,70
TOTAL	310.542.734	40,26	26.591.129	3,45	434.293.615	56,30	771.431.815	100,00

Tabela 1- Composição Acionária

Fonte: Celesc, Tubarão, SC.

A Celesc é hoje a sexta maior empresa brasileira de distribuição de energia elétrica do Brasil (Fonte: balanço da empresa), em 2006 distribuiu 13.917 mil MWH.

Responsável pelo fornecimento de 92% da demanda do Estado de Santa Catarina, atende mais de dois milhões de consumidores, dos quais 1,6 milhões são residenciais.

3.2 Desverticalização

Um fato ainda desconhecido de muitos tomadores de decisão, especialmente em empresas de médio porte, é que uma grande parcela dos consumidores brasileiros de energia elétrica já são livres para escolher de quem irão adquirir energia. Esses consumidores livres surgiram com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, ocorrida a partir da publicação da Lei 9.074/1995, inspirada nas experiências de outros países e que criou também a figura do produtor independente de energia.

Na maior parte dos países que reestruturaram seus setores elétricos, a energia elétrica passou a ser vista como uma commodity negociada em um ambiente competitivo. Para viabilizar a competição e torná-la transparente, é necessário separar essa commodity dos serviços a ela associados (transmissão e distribuição).

No Brasil, tal separação foi viabilizada em duas frentes. A primeira delas foi a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, a separação dos ativos de geração, transmissão e distribuição nos casos em que eram detidos por uma mesma empresa. Caso contrário, a competição oferecida pelas empresas verticalizadas seria desigual frente aos geradores não verticalizados. A segunda frente foi a separação das antigas tarifas de fornecimento em Tarifas de Uso (TUSD e TUST) e Tarifas de Energia (TE), no caso de consumidores cativos, e em Tarifas

de Uso e Preços de Energia, no caso de consumidores livres. Desta forma, o consumidor de energia pode ter uma noção mais precisa dos respectivos valores pagos pelos serviços do sistema e pela energia efetivamente comprada.

Em 22 de julho de 1999, a Celesc assinou um contrato de concessão com a ANEEL para as atividades de geração (contrato nº 55/99) e distribuição (contrato nº 56/99), no qual se comprometeu a constituir empresas juridicamente independentes destinadas a explorar, separadamente, os serviços de geração e distribuição de energia elétrica. A empresa de consultoria Accenture foi contratada para a composição do novo modelo. A proposta foi apresentada em agosto de 2001 e após análise pelo grupo de trabalho de coordenação e amplo debate junto à sociedade através de audiências públicas, foi aprovado pela Assembléia legislativa, por meio da lei nº 12.130, de 16 de janeiro de 2002.

Depois de aprovada pela Assembléia, a Celesc criou um Grupo de Trabalho para auxílio à empresa contratada para andamento do processo de desverticalização.

Mesmo com o processo em andamento, a Celesc, orientado pela sua contabilidade quantos aos ganhos financeiros e tributários, tomou a decisão de venderem seus ativos em geração, transmissão e participações em outras empresas.

A decisão de vender seus ativos gerou muita polêmica no meio político. A oposição definia tal fato como “privatização da Celesc”. A privatização da geradora de energia da Eletrosul (GERASUL), comprada pela Tractebel Energia (Grupo Suez) em 1998, deixou o estado de Santa Catarina com imagem de fraca politicamente perante empresários e políticos.

O receio vinha pelo fato de que a partir de 1995, ter iniciado o programa de privatização do setor elétrico do País. As primeiras companhias privatizadas foram Escelsa e Light, ambas controladas pela Eletrobrás. Atualmente, mais de 50% do segmento de distribuição já pertence ao setor privado.

O movimento de privatização assustava a distribuidora catarinense que precisava atuar como empresa privada no mercado quanto à sua forma de administrar e gerir seus custos.

Com relação às grandes empresas de geração, até final de 2000 apenas três foram privatizadas: Gerasul, Geração Paranapanema e Tietê. Para 2001

estavam programadas as privatizações da Cesp e da Copel, que não ocorreram por diversos motivos, entre eles a crise de abastecimento do setor e, posteriormente, pelo desaquecimento econômico internacional agravado pelos atentados aos EUA.

Mesmo assim, em janeiro de 2006 o Banco do Brasil assinou contrato com a Celesc para ser a instituição financeira responsável pela venda de todos os ativos de geração, transmissão e pequenas participações acionárias da empresa. O programa geraria, aproximadamente, R\$ 500 milhões aos caixas da distribuidora catarinense. Abaixo, as maiores participações da distribuidora que seriam negociadas no mercado:

- ✓ Casan
- ✓ Usina Hidrelétrica de Cubatão (nem saiu do papel por problemas ambientais)
- ✓ Machadinho Energética S.A. – MAESA
- ✓ Dona Francisca Energética S.A. – DFESA
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN
- ✓ Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE

Em outubro de 2006, a empresa teve sua estrutura desverticalizada. A CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., continuou sob o controle do Estado de Santa Catarina e ficou como holding do grupo com duas subsidiárias integrais:

CELESC GERAÇÃO S/A

Subsidiária controlada pelo estado de Santa Catarina. A preferência venda é da energia é para a Celesc Distribuição e, para a sua expansão, poderá haver ingresso de capital privado.

CELESC DISTRIBUIÇÃO S/A

Subsidiária que conta com os ativos atuais da Celesc para a prestação de serviços de telecomunicações, podendo ter a maioria de capital privado.

A estrutura da Celesc após a desverticalização ficou assim:

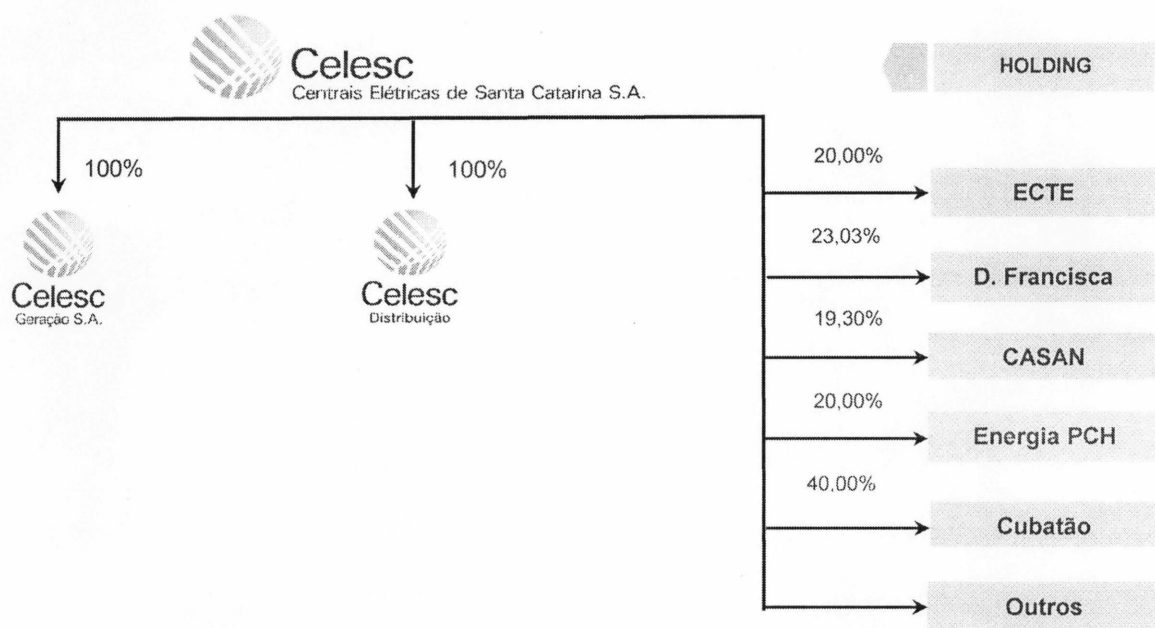


Figura 1 – Estrutura da CELESC
Fonte: ITR março/2007.

A subsidiária de geração, por sua vez, administra a operação de 12 Pequenas Centrais Hidrelétricas, localizadas nos municípios de Joinville (UHE Piraí), Schröeder (UHE Bracinho), Blumenau (UHE Salto), Rio dos Cedros (UHE Cedros e UHE Palmeiras), Campos Novos (UHE Ivo Silveira), Mafra (UHE São Lourenço), Angelina (UHE Garcia), Lages (UHE Caveiras), Curitiba (UHE Pery), Faxinal dos Guedes (UHE Celso Ramos) e Videira (UHE Rio do Peixe), que formam o parque de geração própria, com potência instalada de 81,4MW. No momento, a subsidiária está sendo estruturada para ingressar no mercado e, de maneira estratégica, buscar a parceria de investidores privados para expandir seu parque energético.

A subsidiária de distribuição é responsável pela prestação dos serviços de energia elétrica para uma carteira formada por mais de dois milhões de clientes, em uma área que possui mercado pródigo, de economia bastante diversificada e intensa na atividade industrial, comercial e de serviços públicos.

3.3 Atual Estrutura Societária

O capital social da integralizado da Celesc é de R\$ 696.200 mil, mantendo-se o mesmo valor de dezembro de 2006, composto por 15.527.137 ações ordinárias, 55.825 ações preferenciais (classe A) e 22.988.629 ações preferenciais (Classe B), totalizando 38.571.591 ações, todas sem valor nominal.

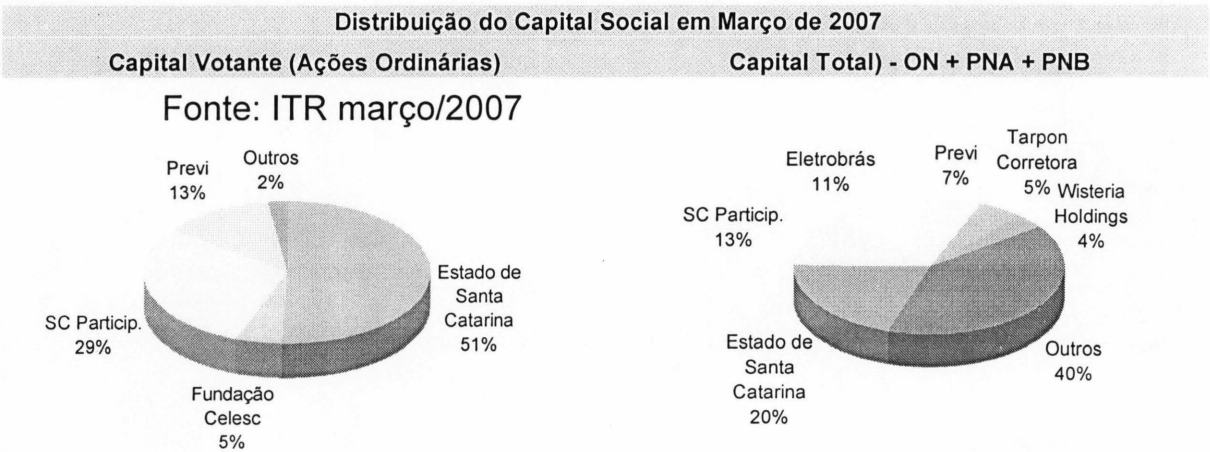


Figura 2 – Distribuição do Capital Social
Fonte – <http://www.celesc.com>.

3.4 Número de Consumidores

No primeiro trimestre de 2007, a Celesc registrou um aumento de 3,2% na carteira de consumidores em relação ao mesmo período de 2006, totalizando 2.098 mil clientes, com 65,7 mil novas ligações em 12 meses. Esse crescimento está dentro do patamar histórico da Companhia, que também é uma característica do setor em que atua.

Quanto à distribuição por classe, no 1º trimestre de 2007 praticamente não houve alteração nos percentuais apresentados no mesmo período de 2006, com concentração de 78% dos consumidores na classe residencial.

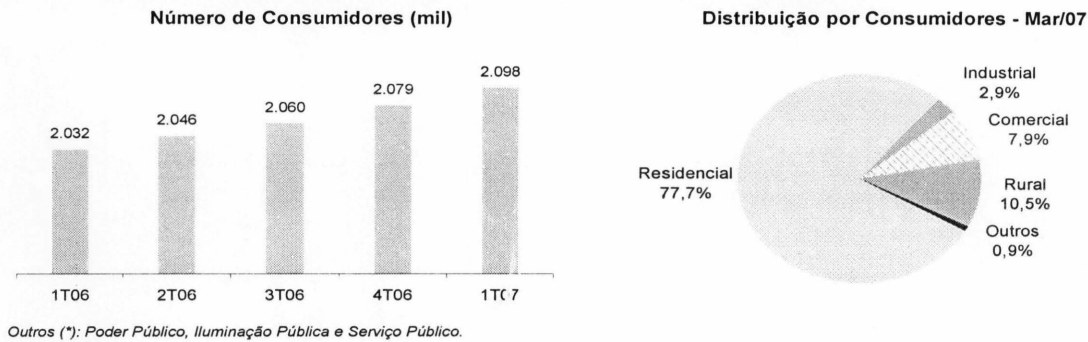


Figura 3: Número de consumidores x Distribuição por consumidores

Fonte: ITR março/2007

Aquisição da Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS

Em 18 de dezembro de 2006, o Estado de Santa Catarina ofertou a Celesc o controle acionário da Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS, pelo valor de R\$ 93 milhões, onde o Estado de Santa Catarina é detentor de 1.827.415 ações ordinárias, equivalentes a 51% das ações com direito a voto da referida Companhia.

3.5 Desempenho Econômico-Financeiro

Um fato economicamente importante na história da Celesc foi a assinatura em 24.09.2002, em Brasília, do Contrato de Federalização da dívida que o Governo catarinense tinha com a estatal. Para cobrir a pendência, a Celesc recebeu R\$ 489,4 milhões (valor com deságio negociado entre os governos estadual e federal).

Os recursos foram liberados pelo BNDES e a empresa os utilizou para pagar o Commercial Papers (US\$ 48,8 milhões), Refis (R\$ 100,9 milhões), Cofins e Pasep (R\$ 15,6 milhões), Fundação Celos (R\$ 78,4 milhões), Eletrobrás (R\$ 45,2 milhões) e pendências no sistema energético (30,2 milhões).

Com isso a distribuidora de energia, que tinha praticamente R\$ 1 bilhão em dívidas em janeiro de 2002, ficou praticamente com as contas em dia, restando apenas empréstimos junto à Eletrobrás e BNDES no valor de R\$ 44 milhões de longo prazo. A liquidez imediata passou de 0,0422 para 0,1489, crescendo 252,72%.

A Celesc começava a sanear suas dívidas, tornando uma das empresas do setor elétrico de menor endividamento.

3.5.1 Pessoal/Produtividade

Em 2002 o quadro de funcionário da Celesc era de 5.000 funcionários e foi fortemente impactado pelo PDVI – Programa de Demissão Voluntária Incentivada – que foi homologado pelo Governo do estado de Santa Catarina com objetivo de

redução dos custos operacionais. Este programa contava com a expectativa de desligamentos de 1.708 empregados. O Programa reconheceu em 2002 um o valor de R\$ 389.297.000,00, afetando os demais índices de liquidez, de endividamento e o próprio resultado em 2002 da empresa. Tal fato reforçou a idéia da empresa começar a repensar seus custos, seus agentes arrecadadores (Bancos e correspondentes bancários – lotéricas), foram chamados para renegociar suas tarifas de arrecadação. Conforme de março de 2007, a conta “Benefício Pós Emprego” totaliza R\$ 338 milhões.

O quadro de pessoal da Celesc no 1º trimestre de 2007 era de 3.969 funcionários o que representa um aumento de 5,4% em relação ao quadro de 3.728 pessoas no 1º trimestre de 2006, mas inferior à posição do final de 2006, que era de 4.041 empregados. O aumento do quadro é decorrente da contratação de pessoal concursado para a substituição gradual de funcionários que aderiram ao PDVI – Programa de Demissão Voluntária e Incentivada. Mesmo com o crescimento regular do número de consumidores e da energia vendida, estes indicadores ficaram prejudicados pela maior evolução no quadro de pessoal.

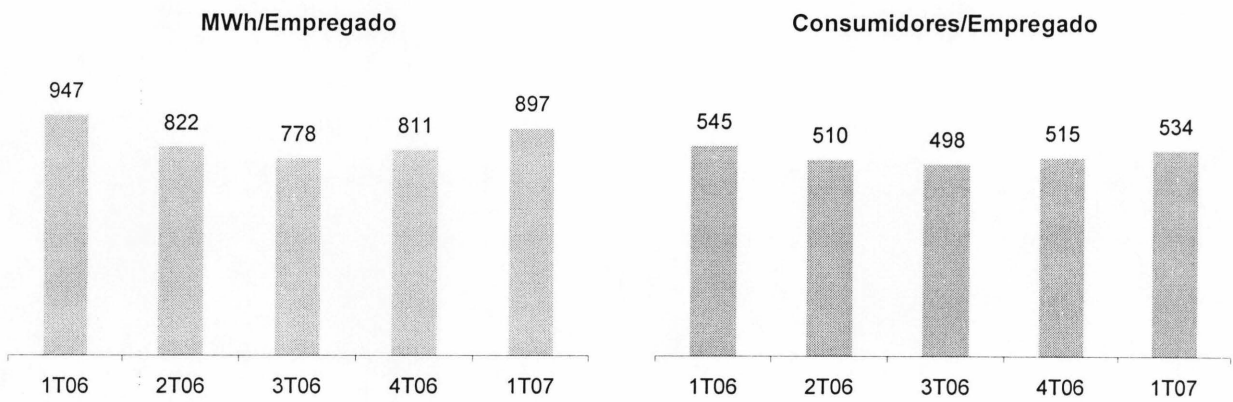


Figura 4: Contratação de pessoal

Fonte: ITR março/2007

4 - SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A energia elétrica é um insumo fundamental para a produção da quase totalidade dos bens produzidos em qualquer economia minimamente desenvolvida. Em razão disso, a eficiência e a confiabilidade no fornecimento de energia são fundamentais para o desenvolvimento de qualquer sociedade.

O setor de eletricidade possui algumas peculiaridades de grande complexidade. Em primeiro lugar, a energia elétrica deve ser consumida no momento em que é produzida, uma vez que o padrão tecnológico atual não permite que seja armazenada em grande escala a baixo custo. Por isso, é necessária a interligação dos setores de geração, transmissão e distribuição.

Os dois últimos (transmissão e distribuição) possuem características monopolísticas, enquanto a geração possibilita concorrência (Abreu, 1999).

A partir da década de 1950, o Estado tomou para si a tarefa de implantação da infra-estrutura necessária ao desenvolvimento industrial do País, particularmente no setor elétrico, cujos projetos demandam grande volume de recursos, possuem baixo retorno e longo período de maturação, fatores de desestímulo ao investidor privado.

A predominância do Estado na indústria de energia elétrica se manteve até a década de 1990, quando teve início uma profunda reestruturação do setor estatal brasileiro. Diante da necessidade de investimentos em infra-estrutura e da falta de capacidade financeira das empresas estatais, o País pôs em prática um processo de privatização de empresas de energia com o objetivo de transferir para o setor privado a tarefa de promover os investimentos necessários para a expansão da capacidade instalada no País.

Todavia, as reformas introduzidas não foram suficientes para evitar o racionamento de energia em 2001, episódio que ficou conhecido como “apagão”. Embora alguns atribuam a necessidade de racionamento a fatores hidrológicos, não há como negar que a falta de investimentos foi decisiva para que chagasse aquele extremo.

O argumento apresentado pelos governantes de então sempre foi o de dar maior dinamismo ao setor, entretanto, não se deve desprezar a necessidade de arrecadação do Governo Federal e de Governos Estaduais no processo de privatização.

4.1 Breve Histórico do Setor Elétrico

O setor elétrico brasileiro teve seu maior impulso a partir da década de 60. É importante ressaltar nesse aspecto a contribuição do Plano de Metas do Governo JK que direcionou cerca de 42% dos investimentos do plano para o setor. Entre 1955 e 1961 houve aumento de 65% da capacidade instalada de geração de energia elétrica que passou de 3,149 MW para 5.207 MW. É desse período também a criação de grande parte das empresas estaduais de energia elétrica, como Escelsa, a Celesc e a Central Elétrica de Furnas.

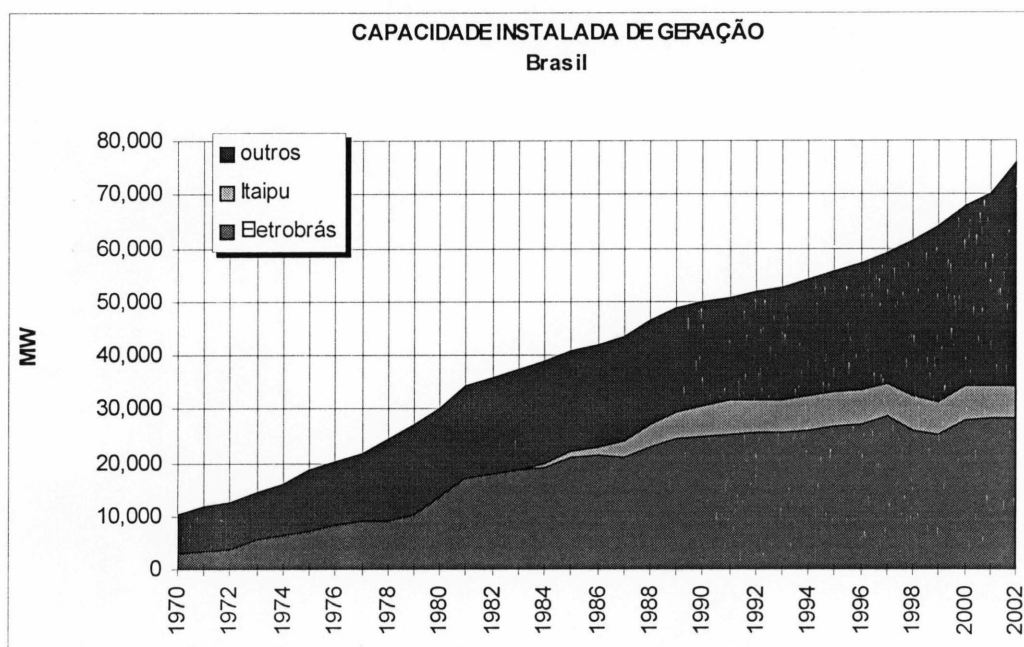
Foi na década de 60 que se desenhou a nova estrutura institucional que viria a regular, planejar e fiscalizar os serviços de energia elétrica até o início dos anos 90. Entre as principais medidas adotadas no período está a criação, em junho de 1962, da Eletrobrás, com a missão de coordenar e planejar o setor. Em 1965, ocorreu a transformação da Divisão de Águas e Energia no Departamento Nacional de Águas e Energia, vinculado ao Ministério de Minas e Energia – MME (criado em 1960), cuja denominação passou para DNAEE em 1967. Além disso, foi contratado o Consórcio Canambra Consulting Engineers Ltda., com a finalidade de apresentar um diagnóstico para os problemas no fornecimento de energia elétrica nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. Essa consultoria forneceu também subsídios para a elaboração, em 1964, do Plano de Ação Econômica do Governo (PAEG) para o setor.

Outro evento de reflexo significativo foi a autorização e regulamentação da reavaliação permanente de ativos, que, em última análise, permitiu a correção do valor das tarifas.

Em 1963, a hidrelétrica de Furnas entrou em operação, conectando os sistemas de suprimentos de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro e dando início ao processo de interligação do Sistema Elétrico Brasileiro.

Ainda os anos 60, outros sistemas foram sendo interligados, aumentando a complexidade operacional do sistema, o qual levou o MME a criar Grupo Coordenador para a Operação Interligada – GCOI, Órgão especializado para operação do parque gerador.

O início da década de 70 caracterizou-se pela solidez financeira do setor, possibilitando sua expansão. A Lei 5.655 de maio de 1971 permitiu a remuneração de 10% a 12% do capital investido, a ser incorporada na tarifa. O efeito dessa medida pode ser visualizado no gráfico abaixo, que mostra a geração de energia no período de 1970 a 2002:



Obs.: a capacidade instalada de Itaipu foi considerada em 50% (6,300 MW).

Fonte: Eletrobrás/SIESE/Elaboração Lafis

Figura 5: Capacidade Instalada de Geração

Fonte: Eletrobrás/SIESE/Elaboração Lafis.

4.2 Características do Setor Elétrico

A matriz energética brasileira apresenta algumas vantagens em relação ao resto do mundo, principalmente no que tange ao uso de fontes renováveis. Enquanto 44,5% da energia produzida no País é de origem renovável (Fonte Ministério de Minas e Energia), a média mundial é de 14% e nos países que compõem a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE é ainda menor, chegando a 6%. Outra vantagem do Brasil é a maior participação de energia hidráulica na sua matriz energética, que atinge 14,8%(Fonte Ministério de Minas e Energia), dado bastante expressivo se comparado com os 2,3% da média mundial. O mesmo comentário pode ser feito em relação à biomassa, que representa 27,2%(Fonte Ministério de Minas e Energia) da matriz energética do Brasil e 11,5% na média mundial.

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pelo predomínio da geração hidrelétrica, a oferta total interna de energia em 2005 atingiu o montante de 218.663

kWh (Fonte: Balanço Energético Nacional 2002) – O quadro abaixo apresenta a geração mensal de energia hidráulica em 2006:

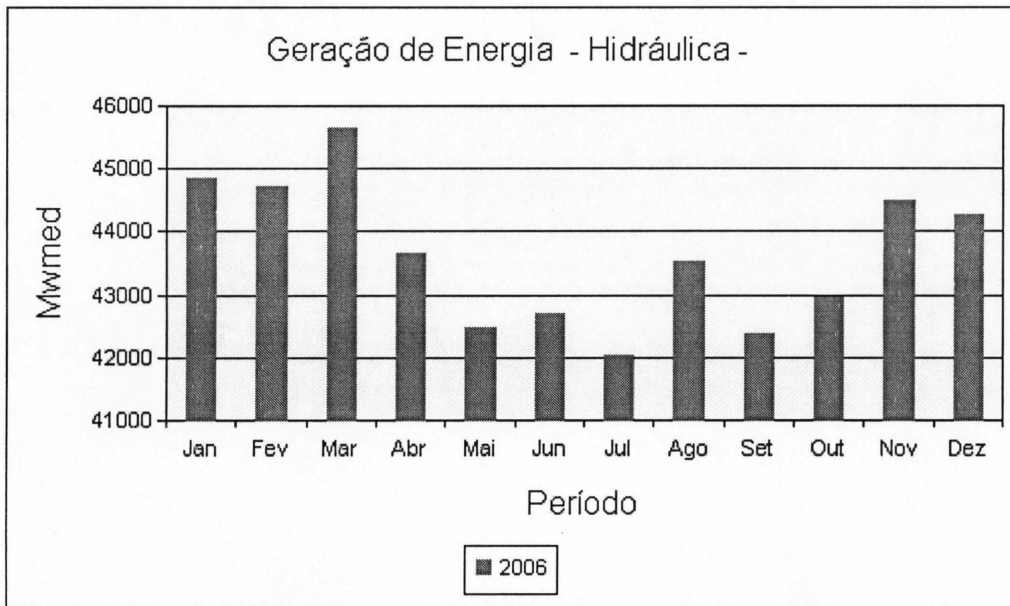


Figura 6: Geração de Energia – Hidráulica

Fonte: Balanço Energético Nacional 2002.

Comparando a estrutura da oferta de eletricidade brasileira com a do resto do mundo, percebe-se que o País, por seu potencial hídrico, dispõe de uma vantagem comparativa em relação aos demais, visto que essa fonte é significativamente mais econômica comparada com as outras.

Mesmo com a elevada participação da energia hidráulica em relação à média mundial na geração, a exploração do potencial hidráulico do Brasil ainda é baixa comparada a de outras nações. Estima-se que apenas 25% do potencial hídrico esteja sendo explorado, enquanto a França já usa 100%, a Alemanha 83%, O Japão 64% e os EUA 60%.

Embora não esteja claro qual a elasticidade-renda da energia em razão da mudança nos hábitos de consumo provocada pelo apagão, estima-se que seja necessária uma expansão de três mil MW/ano em geração para atender ao crescimento da demanda até 2012 e de 3,4 mil Km/ano em linhas de transmissão, com investimentos que alcançam R\$ 17,9 bilhões, sendo R\$ 8,7 bilhões em geração, R\$ 4,6 bilhões em transmissão e R\$ 4,6 bilhões em distribuição.

4.3 Mercado

4.3.1 Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

Nos termos do Plano Decenal de Expansão aprovado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a capacidade de geração do país deverá aumentar para 112,1 GW até 2012, dos quais 86,8 GW (77,4%) deverão corresponder a energia hidrelétrica, 16,8 GW (15,0%) a energia termelétrica e 8,5 GW (7,6%) deverão ser importadas por meio do SIN (Sistema Interligado Nacional). A capacidade total de geração de energia instalada no SIN, em 31 de dezembro de 2005, era de 93,5 GW, segundo o ONS.

Aproximadamente 34,0% da Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil é atualmente detida pela Eletrobrás, holding controlado pelo Governo Federal, que detém também 61,0% da capacidade instalada de transmissão acima de 230 kV. Além disso, alguns estados brasileiros controlam empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Dentre essas empresas estão, entre outras, a CESP, a COPEL e a CEMIG. As empresas privadas detinham em 2003, respectivamente, 20,0% e 72,0% do mercado de geração e distribuição de energia, em termos de capacidade total, e 21,0% do mercado de transmissão em 2004, em termos de receita.

4.3.1.1 Capacidade de Geração

O setor elétrico brasileiro está dividido em quatro regiões geográficas: Sudeste, Sul, Norte e Nordeste, interconectados por linhas de transmissão com alta capacidade. As usinas hidrelétricas geram, aproximadamente, 77,0% de toda a energia elétrica produzida no Brasil. O restante da produção é gerado por usinas termelétricas que utilizam gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, ou combustível nuclear. Com exceção de sistemas isolados da região Norte, as usinas termelétricas são usadas quando se torna mais barato o uso de tal energia em relação ao armazenamento de água para ser utilizada para geração de energia no futuro.

4.3.1.2 Consumo de Energia Elétrica no País

O consumo de energia no Brasil registrou em 2005 um total de 335.411 Gwh (Fonte: Balaço Energético Nacional – Ministério de Minas e Energia), valor 4,6% superior ao de 2004, representando um crescimento acima da evolução do PIB no mesmo período, que foi de 2,3%. Para os próximos anos espera-se que o crescimento no consumo de energia mantenha próxima correlação com o crescimento do PIB.

- Regulação do Setor Elétrico Brasileiro
- Principais Autoridades Setoriais
- Ministério de Minas e Energia – MME

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, assume certas obrigações que estavam previamente sob a responsabilidade da Aneel, destacando-se a outorga de concessões e a emissão de instruções para os processos de licitação para concessões referentes aos serviços públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da Aneel passou a ser de regular e supervisionar o setor elétrico, em linha com a política a ser adotada pelo MME.

Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE

O CNPE é presidido pelo MME, e a maioria de seus membros é formada por ministros do governo. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos de energia do Brasil e para garantir o fornecimento de energia no país.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para indicar três

diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da Aneel.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou um decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é realizar leilões públicos no Ambiente de Contratação Regulada. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (1) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre, e (2) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é constituída por agentes de geração, distribuição, comercialização e consumidores livres. Seu Conselho de Administração é formado por quatro membros nomeados por esses agentes e um pelo MME, que é o Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Criada em agosto de 2004, a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, é responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE serão usadas para subsidiar o MME.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia – CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, ou CMSE, que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema, propondo medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de

atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de uma reserva conjuntural do lado da oferta e outras.

4.4 Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas (a) (I) incentivar a expansão da capacidade geradora; e (II) assegurar o fornecimento de energia aos Consumidores Cativos, com modicidade tarifária, obrigando as Distribuidoras a comprarem energia por meio de leilões públicos de energia. Os elementos-chave da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

A criação de dois ambientes paralelos para a comercialização de energia, com (I) um mercado mais estável em termos de fornecimento de energia, de forma a dar garantias adicionais de suprimento a Consumidores Cativos, chamados de Ambiente de Contratação Regulada; e (II) um mercado especificamente voltado a atividades não reguladas, do qual podem participar Geradoras, Consumidores Livres e Comercializadoras e que permitirá um certo grau de competição, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre; Restrições a determinadas atividades das Distribuidoras, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos; Existência de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos; Proibição das distribuidoras venderem energia a Consumidores Livres a preços não regulamentados e desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica; Eliminação da auto-contratação (“self-dealing”), de forma a proporcionar um incentivo a que as Distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e Respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização.

4.4.1 Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei n.º 9.648/98 e no Decreto n.º 2.655/98, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as Geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as Comercializadoras e os importadores de energia.

A comercialização de energia tem por finalidade o abastecimento energético, por meio das Distribuidoras de seus consumidores cativos e por meio de Geradoras e Comercializadoras para os Consumidores Livres, sendo realizada também entre agentes setoriais que não sejam consumidores finais.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os CCEAR deverão ser celebrados entre cada geradora e todas as concessionárias e permissionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), que são obrigadas a oferecer garantias aos geradores. As contratações entre as Distribuidoras e empreendimentos de geração existentes prevêm a entrega da energia sempre a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, três e, no máximo, 15 anos. Excepcionalmente, até 2006, as licitações de compra poderão prever início da entrega de energia em até cinco anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos de geração prevêm a entrega da energia a partir do 3º ou do 5º ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

4.4.1.1 Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica será conduzida, paralelamente, em dois diferentes segmentos de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por Distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus Consumidores Cativos e o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e Comercializadoras.

A energia gerada por projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); usinas

qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e Itaipu, não estará sujeita a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada Distribuidora são determinados compulsoriamente pela Aneel. Os preços pelos quais a energia gerada por Itaipu é comercializada são denominados em dólares dos Estados Unidos da América, e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio dólar/real. Alterações nos preços da energia gerada por Itaipu estão, todavia, sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos, apurados nas tarifas de Distribuição. Em outubro de 2005, o índice para repasse de energia fornecida por Itaipu foi estabelecido em montante igual a US\$ 20,50/KW, conforme resolução homologatória nº210, de 03 de outubro de 2005.

A aquisição pelas Distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHS devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

4.4.1.2 Compras de Energia Elétrica Conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal instituiu a regulamentação que rege a compra e a venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os Agentes Vendedores devem demonstrar que a energia disponibilizada para venda tem como respaldo suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia. Os Agentes Vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

4.5 Os Leilões de Energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as Distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela Aneel (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à Distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória caso de Itaipu – caso por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs, biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados cinco anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões “A-5”), e três anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões “A-3”). Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes realizados um ano antes da data da entrega inicial (chamados de leilões “A-1”), e realizados em até quatro meses antes da data de entrega (chamados de “leilões de ajuste”).

Cada Agente Vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada Distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da Distribuidora. A única exceção a esta regra acontecerá no leilão de ajuste, no qual os contratos celebrados entre Agentes Vendedores e Distribuidores serão específicos, observadas as diretrizes gerais fixadas pela Aneel. Os CCEAR dos leilões “A-5” e “A-3” têm prazos que variam de 15 a 35 anos, e os CCEAR dos leilões “A-1” têm prazo variado entre três e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado estarão limitados ao prazo de dois anos.

Após a conclusão de cada leilão, as Geradoras e as Distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As Distribuidoras apresentam garantias em benefício das Geradoras, podendo optar entre fiança bancária, doação de receptíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários.

O Leilão de 2004

Em 07 de dezembro de 2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As Distribuidoras e Geradoras entregaram, até o dia dois de dezembro de 2004, suas estimativas de projeção de demanda de energia elétrica para os cinco anos subseqüentes e os montantes a serem adquiridos para atendimento de suas demandas em relação a contratos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007. Baseado nessas informações, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser negociado no leilão de 2004 e a lista de empresas Geradoras participantes do leilão.

Os Leilões de 2005

Em abril de 2005, houve a realização do segundo leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325 MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R\$ 83,13/MWh.

A energia a ser vendida com entrega prevista para 2009 foi automaticamente excluída do leilão, em conformidade com as regras estabelecidas pelo MME, tendo em vista que o preço para tal produto, durante o leilão, ficou abaixo das expectativas de mercado, com todas as Geradoras retirando suas ofertas. Como consequência, há, ainda, energia existente a ser contratada para 2009.

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R\$ 63,0/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R\$ 95,0/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102 MW médios para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166 MW médios para entrega entre 2009 e 2016. Os contratos de venda de energia celebrados nos leilões e, portanto, no Ambiente de Contratação Regulado, possuem seus reajustes pelo IPCA.

Leilão de Energia Nova

Ocorrido em 16 de dezembro de 2005 o leilão da chamada energia nova, ou seja, energia elétrica produzida por novos empreendimentos de geração ou por empreendimentos existentes, mas que ainda não dispunham de contrato de compra e venda de energia homologada pela Aneel. Os contratos de venda de energia celebrados nos leilões e, portanto, no Ambiente de Contratação Regulado, possuem seus reajustes pelo IPCA.

Ao todo, foram comercializados 3.286 MW médios de energia de um total de 5.434 MW médios ofertados para 2008, 2009 e 2010. Em 2008, o preço médio da energia foi R\$ 106, 95, 8% abaixo do teto estipulado em R\$ 116 o MWh pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Em 2009, o preço médio da energia ficou em R\$ 113, 89, 2% abaixo do teto estipulado. Para 2010, o preço médio da energia ficou em R\$ 114, 83, 1% abaixo do estipulado.

4.5.1 Contratos Firmados Anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas Distribuidoras, firmados e aprovados pela Aneel anteriormente à promulgação da referida lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados, com exceção dos Contratos Iniciais de fornecimento vigentes em março de 2004, os quais puderam ser alterados até dezembro de 2004, limitando-se em um prazo máximo de suprimento, quais seja, 31 de dezembro de 2005.

Durante o período de 2003 a 2005, as quantidades de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais foram reduzidas a uma taxa anual de 25% do seu volume inicial. De acordo com a nova regulamentação do Setor Elétrico, a energia liberada poderá ser vendida nos Ambientes de Contratação Livre ou Regulada. O objetivo do período de transição era permitir a introdução gradual da competição no setor e proteger os participantes do mercado contra a exposição a preços de mercado de curto prazo, potencialmente volátil e com viés de preços baixos. Durante este período, o montante de energia contratada por meio dos

Contratos Iniciais vem sendo reduzido em 25% a cada ano, a partir de 2003, sendo que tais contratos tiveram vigência máxima até 31 de dezembro de 2005.

4.5.2 Limitações Governamentais de Participação dos Agentes no Mercado

Em 2000, a Aneel estabeleceu novos limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. De acordo com tais limites, com exceção das empresas participantes do Programa Nacional de Desestatização (que apenas devem observar tais limites uma vez que sua reestruturação societária final estiver concluída), nenhuma companhia do setor elétrico poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% da capacidade instalada das regiões Norte/Nordeste, exceto se tal percentagem corresponder à capacidade instalada de uma única usina geradora; deter mais de 20% do mercado brasileiro de distribuição, 25% do mercado de distribuição das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição das regiões Norte/Nordeste, exceto na hipótese de um aumento na distribuição de energia superior às taxas de crescimento nacional ou regional; ou deter mais de 20% do mercado brasileiro de comercialização para consumidores finais, 20% do mercado brasileiro de comercialização para usuários não-finais ou 25% da soma das percentagens acima.

4.5.3 A Desverticalização no Âmbito do Novo Marco Regulatório

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: de geração de energia (exceto Geração Distribuída); de transmissão de energia; de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam ao fornecimento de

energia a sistemas elétricos isolados; ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 CWH/ano; e na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da Aneel.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005.

4.6 Remuneração das Geradoras

Ao contrário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, em geral, as Geradoras não têm, em seus respectivos contratos de concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas.

No âmbito dos Contratos Iniciais, as Geradoras são remuneradas pelas tarifas fixadas entre estas e as respectivas Distribuidoras, as quais são homologadas pela Aneel. Já no âmbito dos Contratos Bilaterais, são fixados preços entre as partes, habitualmente decorrentes da participação em licitações públicas.

No âmbito dos Contratos Bilaterais firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as empresas Geradoras e Distribuidoras eram, geralmente, influenciados pela limitação ao repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas cobradas pelas Distribuidoras de seus consumidores finais. O repasse de energia adquirida por meio de contratos de fornecimento firmados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico é limitado por um valor estabelecido pela Aneel, o chamado valor normativo.

Para os contratos celebrados sob a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a limitação ao repasse de custos pelas Distribuidoras é baseada no Valor de Referência Anual, que corresponde à média apurada dos preços de energia elétrica nos leilões “A-5” e “A-3”, calculados para todas as Distribuidoras. O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as Distribuidoras contratem suas demandas esperadas de energia nos leilões “A-5”, nos quais se esperam preços mais baixos do que nos leilões “A-3”, e será aplicado nos três primeiros anos dos

contratos de compra da energia produzida por novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição da energia produzida por tais projetos poderão ser integralmente repassados aos consumidores.

Essas limitações ao repasse pelas Distribuidoras dos custos de aquisição de energia acabam restringindo os preços de energia praticados pelos Agentes Vendedores, uma vez que estes devem ser similares ao valor normativo ou ao Valor Anual de Referência para serem competitivos. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras somente poderão adquirir energia por meio de leilões públicos regulados pela Aneel e, via de regra, operacionalizados pela CCEE. Tal restrição não se aplica à venda de energia no Ambiente de Contratação Livre, onde a comercialização é realizada pela livre negociação de preços e demais condições.

Algumas Geradoras contam, ainda, com o MRE para ter garantido a receita correspondente à sua Energia Assegurada. De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas Geradoras não depende diretamente da energia efetivamente gerada, e sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo Contrato de Concessão. A diferença entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de Energia Assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente geradas. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram quantidade de energia insuficiente para atender à Energia Assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia, as restrições do sistema e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, ou seja, ela superior ou inferior à Energia Assegurada, tem seu preço fixado por uma tarifa denominada “Tarifa de Energia de Otimização – TEO”, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador.

4.7 Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O MRE é um mecanismo destinado a distribuir o risco hidrológico entre as Geradoras. Todas as Geradoras hidrelétricas com despacho centralizado e as Geradoras termelétricas beneficiárias da CCC desde que tenham celebrado Contratos Iniciais são membros do MRE (sendo que a partir de janeiro de 2006, apenas Geradoras hidrelétricas serão membros do MRE). De acordo com este mecanismo cada planta possui uma quantidade de energia a ser comercializada proporcional à sua participação no valor total da Energia Assegurada. Desta forma, a produção total de um membro do MRE é alocada a cada membro de acordo com sua participação no total, independentemente de sua produção individual. Em suma, o MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de seu nível de Energia Assegurada para outros membros que registraram produção abaixo de tal nível.

A Aneel define a Energia Assegurada de cada empreendimento de geração hidrelétrica com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluições na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina, em um período de tempo de múltiplos anos. A partir dessas informações e considerando um risco de 5% de não suprimento à demanda, a Energia Assegurada é calculada e seu valor poderá ser revisto a cada cinco anos pela Aneel ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5% do valor estabelecido na última revisão, limitam as reduções a 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

4.7.1 Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de quatro etapas que examina, primeiramente, a capacidade das usinas, dentro da mesma região, de satisfazer os níveis de Energia Assegurada e, a seguir, considera o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. Tais etapas são detalhadas abaixo:

- ✓ Aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de Energia Assegurada dos membros do MRE como um todo;
- ✓ Aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de Energia Assegurada, conforme determinados pelo ONS;

Caso determinadas Geradoras, membros do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de Energia Assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras Geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de Energia Assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de Energia Otimizada, é feita, primeiramente, entre as Geradoras dentro de uma mesma região (sub-mercado) e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de Energia Assegurada;

Se, após a etapa (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de Energia Assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as Geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo preço MAE prevalecente na região em que tiver sido gerada;

Se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tenham atingido seus níveis de Energia Assegurada, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no PLD.

As Geradoras membros do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de Energia Assegurada são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção ("O&M"), e custos com o pagamento de "royalties" pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de Energia Assegurada estabelecidos, as mesmas devem pagar custos de O & M e custos com os "royalties" pelo uso da água às Geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de Energia Assegurada durante o mesmo período.

Em situações nas quais as Geradoras do MRE em conjunto não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de Energia Assegurada do MRE, a Energia Assegurada é escalonada de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as Geradoras recebem um nível de Energia Assegurada Escalonada que é baseado na porcentagem do seu nível de Energia Assegurada em relação ao nível de Energia Assegurada do sistema como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas Geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de Energia Assegurada, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de Energia Assegurada, aquelas Geradoras receberão, ainda assim, níveis de Energia Assegurada Escalonada, que estarão abaixo de seus níveis de Energia Assegurada.

Caso as Geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de Energia Assegurada, mas as Geradoras termelétricas que não são membros do MRE gerem energia suficiente para evitar a necessidade de um racionamento, as Geradoras do MRE deverão comprar de tais Geradoras termelétricas a quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de Energia Assegurada no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de Energia Assegurada, independentemente do montante contratado. Assim sendo, se um membro do MRE não tiver a totalidade de sua Energia Assegurada contratada, o MRE assegurará que tal membro satisfaça seus compromissos contratuais, e não seus níveis de Energia Assegurada. A necessidade de racionamento é determinada pelo ONS em bases regionais. Na hipótese de racionamento, o preço refletirá o custo da energia não entregue, ou o preço máximo que os consumidores pagariam pela energia, conforme determinado pelo ONS. O racionamento é alocado segundo critérios técnicos, ao invés de uma base comercial que daria prioridade a contratos de comercialização de energia.

4.7.2 Energia Secundária

O montante total de energia do MRE restante, após a alocação para cobertura da insuficiência das Geradoras que deixaram de produzir suas respectivas Energias Asseguradas, é denominado “Energia Secundária”. A Energia Secundária é alocada de acordo com a participação relativa de Energia Assegurada de cada Geradora em relação à Energia Assegurada global de todos os membros do MRE.

- ✓ Encargos Setoriais
- ✓ Tarifas de uso dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão:
- ✓ TUST

A TUST é paga por Distribuidoras, Geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente pela Aneel de acordo com (I) a inflação e (II) as receitas anuais permitidas para as concessionárias de transmissão, incluindo o custo de expansão, determinadas pela Aneel. Em conformidade com critérios estabelecidos pela Aneel, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de

transmissão. Os usuários da rede, incluindo as empresas de geração, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas. Outras partes da rede de propriedade das empresas de transmissão, porém, que não são consideradas como parte da rede de transmissão, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos

Nos termos da Lei n.º 9.648/98, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localize o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório, e a órgãos da Administração Direta da União. Em 2000, nos termos da Lei n.º 9.984 (que criou a Agência Nacional de Águas – ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais geradoras de energia elétrica iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano.

Taxa de Fiscalização Aneel – TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/97. Trata-se de taxas anuais, diferenciadas em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a autoprodução de energia).

A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em doze quotas mensais.

Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano

um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. PCHS, projetos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

5 LICITAÇÃO

5.1 Histórico

"Licitação é o procedimento administrativo mediante o qual a Administração Pública seleciona a proposta mais vantajosa para contrato de seu interesse". (HELY LOPES MEIRELLES - Licitação e contrato administrativo, São Paulo: 10ª edição-RT, 1980, p.19).

A licitação foi introduzida no direito público brasileiro há mais de cento e quarenta anos, pelo Decreto nº 2.926, de 14.05.1862, que regulamentava as arrematações dos serviços a cargo do então Ministério da Agricultura, Comércio e Obras Públicas. Após o advento de diversas outras leis que trataram, de forma singela, do assunto, o procedimento licitatório veio, a final, a ser consolidado, no âmbito federal, pelo Decreto nº 4.536, de 28.01.22, que organizou o Código de Contabilidade da União (arts. 49-53).

Desde o antigo Código de Contabilidade da União, de 1922, o procedimento licitatório veio evoluindo, com o objetivo de conferir maior eficiência às contratações públicas, sendo, por fim, sistematizado através do Decreto-Lei nº 200, de 25.02.67 (arts. 125 a 144), que estabeleceu a reforma administrativa federal, e estendido, com a edição da Lei nº 5.456, de 20.06.68, às Administrações dos Estados e Municípios.

O Decreto-lei nº 2.300, de 21.11.86, atualizado em 1987, pelos Decretos-lei 2.348 e 2.360, instituiu, pela primeira vez, o Estatuto Jurídico das Licitações e Contratos Administrativos, reunindo normas gerais e especiais relacionadas à matéria.

A Constituição de 1988 representou um notável progresso na institucionalização e democratização da Administração Pública. Apesar dos textos constitucionais anteriores contemplarem dispositivos relacionados ao acesso à função pública e ao regime do funcionalismo estatal, a verdadeira constitucionalização da Administração Pública somente foi levada a efeito pela Carta de 1988.

A partir de 1988 a licitação recebeu status de princípio constitucional (10), de observância obrigatória pela Administração Pública direta e indireta de todos os poderes da União, Estados, Distrito Federal e Municípios.

Em 21 de junho de 1993 entra em vigência a Lei 8.666 para Licitações e Contratos.

5.2 Modalidades

A Lei 8.666 estabelece normas gerais sobre licitações e contratos administrativos pertinentes a obras, serviços, inclusive de publicidade, compras, alienações e locações no âmbito dos Poderes da União, dos estados, do Distrito Federal e dos Municípios. As modalidades de licitação existentes são: Concorrência, Tomada de preço, Convite, Concurso, Leilão e Pregão.

A Concorrência é a modalidade de licitação entre quaisquer interessados que, na fase inicial de habilitação preliminar, comprovem possuir os requisitos mínimos de qualificação exigidos no edital para execução de seu objeto.

A Tomada de preço é a modalidade de licitação entre interessados devidamente cadastrados ou que atenderem a todas as condições exigidas para cadastramento até o terceiro dia anterior à data do recebimento das propostas, observada a necessária qualificação.

O Convite é a modalidade entre os interessados do ramo pertinente ao seu objeto, cadastrados ou não, escolhidos e convidados em número mínimo de 03 (três) pela Unidade Administrativa, a qual afixará em local apropriado e publicará “aviso de convite” no DOE, em forma de extrato¹ e o estenderá aos demais cadastrados na correspondente especialidade que manifestar seu interesse com antecedência de até 24 (vinte e quatro) horas da apresentação das propostas.

A licitação que ocorre entre interessados para escolha de trabalho técnico, científico ou artístico, mediante a instituição de prêmios ou remuneração aos vencedores, chama-se Concurso. É utilizada conforme critérios constantes de edital publicado na imprensa oficial com antecedência mínima de 45 (quarenta e cinco) dias.

O Leilão é utilizado entre quaisquer interessados para a venda de bens móveis inservíveis para a Administração ou de produtos legalmente apreendidos ou

penhorados, ou para alienação de bens imóveis prevista no art. 19 da Lei 8666/93, a quem oferecer o melhor lance, igual ou superior ao valor da avaliação.

A modalidade de licitação para aquisição de bens e serviços comuns em que a disputa pelo fornecimento se faz em sessão pública, por meio de propostas e lances, com a classificação e habilitação do licitante pela proposta de menor preço, chama-se Pregão.

5.2.1 Tetos das Modalidades de Licitação

As modalidades de Licitação serão determinadas em função da sua finalidade e do valor estimado de contratação, conforme tabela a seguir:

Finalidade	Modalidade	Valor R\$
Obras e serviços de engenharia	Convite	Até 150.000
Obras e serviços de engenharia	Tomada de preço	Até 1.500.000
Obras e serviços de engenharia	Concorrência	Acima de 1.500.000
Compras e outros serviços	Convite	Até 80.000
Compras e outros serviços	Tomada de preço	Até 650.000
Compras e outros serviços	Concorrência	Acima de 650.000

Tabela 2: Tipos de Licitações

Fonte: ITR março/2007.

As empresas públicas estarão dispensadas de fazer Licitação para compras de pequeno valor (Teto de Isenção). Para a finalidade de "Obras e serviços de engenharia" R\$ 15.000,00 (quinze mil reais) e para a finalidade de "Compras e outros serviços", R\$ 80.000,00 (oitenta mil reais). Compras e outros serviços R\$ 8.000,00 (oito mil reais).

5.3 Tipos de Licitação

No Artigo 45 da Lei 8.666, são constituídos os tipos de licitação, exceto na modalidade concurso, onde trata como será o julgamento das propostas. A Comissão de Licitação, ou o responsável pelo Convite, fará a aferição dos resultados

de acordo com os critérios exclusivamente definidos no ato convocatório e os critérios nele definidos. São eles:

- Menor Preço: quando o critério de seleção da proposta mais vantajosa para a Administração determinar que será vencedor o licitante que apresentar a proposta de acordo com as especificações do edital ou convite e oferecer menor preço.
- Melhor Técnica: será utilizado exclusivamente para serviços de natureza predominantemente intelectual, em especial na elaboração de projetos, cálculos, fiscalização, supervisão e gerenciamento de engenharia consultiva em geral e, em particular para elaboração de estudos técnicos preliminares e projetos básicos e executivos.
- Técnica e Preço: será realizada através de avaliação da proposta técnica (metodologia, organização, tecnologias e recursos materiais) e, uma vez classificadas, serão abertas as propostas de preço dos licitantes que atingem um valor mínimo.

A Câmara aprovou o projeto de Lei 77-09/07, que propõe mudanças na Lei de Licitações (Lei 8.666) e disciplina no país o sistema de pregão eletrônico e a concorrência para Parcerias Público Privada. O projeto vai agora a aprovação do Senado, com a mesma urgência com que passou na Câmara, pois é uma medida essencial do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).

O projeto aprovado na Câmara prevê que os governos da União poderão promover pregão eletrônico pelo menos preço para comprar produtos fabricados em série, como medicamentos, veículos, computadores e serviços em geral. Na contratação de serviços de engenharia, no entanto, o pregão eletrônico fica limitado ao valor de R\$ 340 mil. Será possível também realizar a compra desses serviços por meio de carta-convite até o valor de R\$ 3,4 milhões. Acima desses valores, terá de haver concorrência normal.

6 CONCLUSÃO

A legislação anterior se mostrou inadequada à realidade brasileira, como ficou patente nos baixos níveis de investimentos privados, que culminaram com o racionamento de energia em 2001.

Diante disso, tornou-se necessário o estabelecimento de novas regras que criassem incentivos ao investimento privado, principalmente na geração de energia.

É quase um consenso entre analistas do setor que a nova legislação (que vem sendo discutida desde a posse do atual governo e regulamentada em julho/agosto de 2004) traz importantes avanço nessa direção.

As novas formas de comercialização de energia dão maior segurança aos investidores, na medida em que estes já terão contratos de venda de longo prazo, que deverá lhes assegurar maior de retorno de seu investimento.

O novo modelo energético trouxe para as distribuidoras públicas de energia um padrão privado (controle maior) de gestão de seus custos. Como a energia sendo comercializada (vendida) pelo menor preço, o departamento de compras de uma empresa passou a ser setor fundamental para a geração de lucros, comprar bem.

Mesmo já utilizando a Lei 8.666 para Licitações e Contratos, a Celesc partiu para operacionalização das licitações-e, visando aumentar a concorrência, ganho em escala em seus processos e, conseqüentemente, menor custo de aquisição de seus produtos e maior lucro.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Licitações** – Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> > acesso em 20 de ago de 2007.

BRDE – Banco Regional do Desenvolvimento do Extremo Sul – Novo Marco Regulatório – Disponível em <http://www.brde.com.br> Acesso em 16 de ago 2007.

CELESC. **Quem somos**. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br>> Acesso em: 20 ago 2007.

CLARO, D. P.. O complexo agroindustrial das flores sob a ótica da economia dos custos de transação. **Caderno de pesquisas em administração**, São Paulo, v. 1, 1998.

FIANI, R. Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, D; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 267-286.

MEIRELLES, HELY - **Licitação e contrato administrativo**, São Paulo: 10ª edição-RT, 1980, p. (19).

ONS – **Setor Elétrico** – Disponível em <http://www.ons.org.br> Acesso em : 15 ago de 2007

PESSALI, H. F. Teoria dos custos de transação: hibridismo teórico? Uma apresentação aos principais conceitos e à literatura crítica. **Economia em revista**, v. 8, 1999. Disponível em: <<http://129.3.20.41/econ-wp/io/papers/0512/0512004.pdf>> Acesso em: 20 set 2006.

_____, H. F. **Teoria dos custos de transação: uma avaliação à luz de diferentes correntes do pensamento econômico**. Curitiba, 1998. 153 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) - Setor de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do Paraná.

ROCHA JÚNIOR, W. F. da. **Análise do agronegócio da erva-mate com enfoque da nova economia institucional e o uso da matriz estrutural prospectiva**. Florianópolis, 2001. 110 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

ZYLBERSZTAJN, D. A organização ética: um ensaio sobre as relações entre ambiente econômico e o comportamento das organizações. **Série de Working Papers**, 2000. Disponível em: <<http://www.ead.fea.usp.br/wpapers/index.htm>> Acesso em: 02 out. 2006.